

VII. ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

7.1. Исследование скважин

Цель исследования скважин заключается в определении ее продуктивности, получении данных о строении и свойствах продуктивных пластов, оценке технического состояния скважин. Существуют следующие методы исследований скважин и пластов: гидродинамические, дебитометрические, термодинамические и геофизические.

Гидродинамические исследования. Гидродинамические методы подразделяются на:

- исследования скважин при установившихся отборах (снятие индикаторных диаграмм);
- исследование скважин при неуставившихся режимах (снятие КВД и КПД);
- исследование скважин на взаимодействие (гидропрослушивание).

Сущность метода *исследования на установившихся режимах* заключается в многократном изменении режима работы скважины и, после установления каждого режима, регистрации дебита и забойного давления. Коэффициент продуктивности скважин определяют с помощью уравнения

$$Q = K(P_{пл} - P_{заб})^n, \quad (7.1.1)$$

где Q – дебит скважины; K – коэффициент продуктивности; $P_{пл}$, $P_{заб}$ – пластовое и забойное давления, соответственно; n – коэффициент, равный 1, когда индикаторная линия прямая; $n < 1$, когда линия выпуклая относительно оси перепада давления; $n > 1$, когда линия вогнутая относительно оси перепада давления.

При дальнейшей обработке исследований дополнительно определяют коэффициент проницаемости ПЗП, подвижность нефти в ПЗП, гидропроводность ПЗП, а также ряд дополнительных параметров.

Исследование скважин на неуставившихся режимах заключается в прослеживании скорости подъема уровня жидкости в насосной скважине после ее остановки и скорости восстановления забойного давления после остановки фонтанной скважины (снятие КВД). Таким же образом можно исследовать и нагнетательные скважины, регистрируя скорость падения давления на устье после ее остановки (снятие КПД). По полученным данным определяют коэффициент проницаемости пласта, подвижность нефти в пласте, гидропроводность пласта, пьезопроводность пласта в зоне дренирования скважины, а также скин-эффект (степень загрязнения ПЗП).

Исследование скважин на взаимодействие заключается в наблюдении за изменениями уровня или давления, происходящими в одних скважинах (реагирующих) при изменении отбора жидкости в

других соседних скважинах (возмущающих). По результатам этих исследований определяют те же параметры, что и при исследовании скважин на неустановившихся режимах. Отличие заключается в том, что эти параметры характеризуют область пласта в пределах исследуемых скважин.

Для измерения давления на забое скважин используют абсолютные и дифференциальные (регистрируют приращение отклонения от начального давления) манометры. По принципу действия скважинные манометры подразделяют на:

- пружинные, в которых чувствительный элемент – многовитковая, геликсная, трубчатая пружина;
- пружинно-поршневые, в которых измеряемое давление передается на поршень, соединенный с винтовой цилиндрической пружиной;
- пневматические, в которых измеряемое давление уравнивается давлением сжатого газа, заполняющего измерительную камеру.

В табл. 7.1.1 приведены технические характеристики некоторых скважинных манометров и дифманометров.

Дебитометрические исследования. Сущность метода исследований профилей притока и поглощения заключается в измерении расходов жидкостей и газов по толщине пласта. Скважинные приборы, предназначенные для измерения притока жидкости и газа (дебита) называются дебитомерами, а для измерения поглощения (расхода) – расходомерами. По принципу действия скважинные дистанционные дебитомеры (ДГД) и расходомеры (РГД) бывают: турбинные, пружинно-поплавковые и с заторможенной турбинкой на струнной подвеске.

Кроме своего основного назначения, скважинные дебитомеры и расходомеры используют и для установления затрубной циркуляции жидкости, негерметичности и мест нарушения эксплуатационной колонны, перетока жидкости между пластами.

В табл. 7.1.2 приведены основные технические характеристики некоторых расходомеров и дебитомеров и области их применения.

Термодинамические исследования. Термодинамические исследования основаны на сопоставлении геотермы и термограммы действующей скважины. Геотерма снимается в простаивающей скважине и дает представление о естественном тепловом поле Земли. Термограмма фиксирует изменение температуры в стволе скважины. С помощью данных исследований можно определить интервалы поглощающих и отдающих пластов, а также использовать полученные результаты для: определения затрубной циркуляции; перетока закачиваемой воды и места нарушения колонны; определения высоты подъема цементного раствора за колоннами после их цементирования.

Технические характеристики некоторых термометров приведены в табл. 7.1.3.

Геофизические исследования. Геофизические методы исследования скважин включают в себя различные виды каротажа электрическими, магнитными, радиоактивными акустическими и другими методами с целью определения характера нефте-, газа- и водонасыщенности пород, а также некоторые способы контроля за техническим состоянием скважин.

7.2. Основные фильтрационные параметры пластов и пластовых флюидов

Горное давление – это давление, при котором в глубинных условиях находится коллектор нефти и газа

$$P_r = \rho_n \cdot g \cdot H, \text{ [МПа]}, \quad (7.2.1)$$

где ρ_n – средняя плотность вышележащих горных пород; g – ускорение свободного падения; H – глубина залегания точки пласта, в которой определяется давление.

Пластовое давление – это давление, при котором находится пластовая жидкость, $P_{пл}$, [МПа].

Забойное давление – это давление в стволе скважины на глубине ее забоя (или на глубине расположения перфорационных отверстий), $P_{заб}$, [МПа].

Коэффициент продуктивности добывающей скважины – это отношение ее дебита к перепаду между пластовым и забойным давлениями, соответствующими этому дебиту

$$K = \frac{Q}{P_{пл} - P_{заб}}, \text{ [м}^3\text{/(сут МПа)]}. \quad (7.2.2)$$

Коэффициент приемистости нагнетательной скважины

$$K' = \frac{Q_v}{P_{заб} - P_{пл}}, \text{ [м}^3\text{/(сут МПа)]}, \quad (7.2.3)$$

где Q_v – расход воды, закачиваемый в данную скважину.

Коэффициент гидропроводности пласта

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu}, \text{ [мкм}^2\text{-м/МПа·с]}, \quad (7.2.4)$$

где k – коэффициент проницаемости пласта; h – толщина пласта; μ – вязкость жидкости.

Подвижность жидкости в пласте $\frac{k}{\mu}$, [мкм²/МПа·с].

Коэффициент пьезопроводности пласта – характеризует способность пласта к передаче возмущений (изменений давления), вызванных изменением режима эксплуатации. Характеризует скорость перераспределения давления в пласте в условиях упругого режима.

$$\chi = \frac{k}{\mu (m \cdot \beta_{ж} + \beta_c)}, [m^2/c] \quad (7.2.5)$$

где m – коэффициент пористости пласта; $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости жидкости; β_c – коэффициент сжимаемости пласта.

Дебит гидродинамически совершенной скважины (формула Дюпюи)

$$Q = \frac{2 \pi kh (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (7.2.6)$$

где R_k – радиус контура питания; r_c – радиус скважины по долоту.

Дебит гидродинамически несовершенной скважины

$$Q = \frac{2 \pi kh (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_{сп}}}, \quad (7.2.7)$$

где $r_{сп}$ – приведенный радиус скважины.

Приведенный радиус скважины – это радиус такой воображаемой совершенной скважины, которая в аналогичных условиях дает такой же дебит, что и реальная несовершенная скважина.

$$r_{сп} = r_c e^{-c}, \quad (7.2.8)$$

где $c = c_1 + c_2$; c_1 – коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по степени вскрытия пласта; c_2 – коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по характеру вскрытия пласта.

7.3. Определение положения уровня жидкости в затрубном пространстве скважины

Одним из методов исследования глубинно-насосных скважин является эхометрия. По результатам эхометрии определяется уровень жидкости в затрубном пространстве скважины. Исследование производится с помощью эхолота – прибора для измерения положения уровня жидкости в скважине. В настоящее время применяются различные типы эхолотов, но принцип работы всех приборов идентичен. Широкое применение нашли эхолоты серии «Судос».

Суть процесса измерения - эхолотирования заключается в следующем. В трубное пространство с помощью датчика импульса звуковой волны (пороховой хлопущки) посылается звуковой импульс. Звуковая волна, пройдя по стволу скважины, отражается от уровня жидкости, возвращается к устью скважины и улавливается кварцевым микрофоном. Микрофон соединен через усилитель с регистрирующим устройством, которое записывает все сигналы (исходящий и

отраженный) на бумажной ленте в виде диаграммы. Лента перемещается с помощью лентопротяжного механизма с постоянной скоростью.

Если известно время, прошедшее с момента посылки звукового импульса в скважину до момента прихода отраженного импульса, а также скорость распространения звуковой волны в газовой среде, уровень жидкости H_y можно определить по формуле:

$$H_y = V_3 t_y / 2, \quad (7.3.1)$$

где V_3 – скорость распространения звуковой волны; t_y – время пробега волны от устья до уровня и обратно.

Скорость распространения звуковой волны зависит от физических свойств газа, заполняющего скважину, температуры, давления и т.д. Поэтому при каждом измерении ее определяют косвенным путем по известному расстоянию до какой-либо точки. Межтрубное пространство скважин с этой целью оснащается специальными отражателями звуковых волн - реперами, расстояние от которых до устья скважины известно. Для получения достаточно отчетливого отраженного импульса репер должен перекрывать поперечное сечение колонны на 60-70%.

Таким образом, если известно время прохождения звукового импульса от устья скважины до репера и обратно, скорость распространения волны в данной среде можно определить по формуле:

$$V_3 = 2 \cdot H_p / t_p, \quad (7.3.2)$$

где H_p – известное расстояние от источника звукового импульса до репера; t_p – время прохождения звуковой волны от устья до репера и обратно.

Зачастую для определения местоположения уровня жидкости применяют поправочные коэффициенты, учитывающие газовый фактор и затрубное давление скважины. Глубина расположения уровня жидкости в скважине определяется путем умножения поправочного коэффициента на расстояние между импульсами на эхограмме.

Коэффициенты для определения уровня жидкости в скважине при газовом факторе $87 \text{ м}^3/\text{м}^3$ приведены в табл. 7.3.1.

Таблица 7.3.1

Коэффициенты для определения уровня жидкости в скважине

Затрубное давление, МПа	Поправочный коэффициент	Затрубное давление, МПа	Поправочный коэффициент
0	6,4	0,25	7,1
0,05	6,6	0,30	7,1
0,10	6,8	0,35	7,2
0,15	6,9	0,40	7,2
0,20	7,0	0,45	7,3

В современных эхолотах ГЕОСТАР-111 производства ООО «СТК ГЕОСТАР» информация представлена в цифровом виде и значения

уровней выводятся с учетом поправочных коэффициентов, что значительно упрощает выполнение работ по определению уровней, но требует высокой точности при настройке прибора.

7.4. Расчет забойного давления в скважине

Забойное давление в нефтяной артезианской скважине

$$P_{\text{заб}} = P_y + \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H, \quad (7.4.1)$$

где P_y – избыточное давление на устье скважины; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости в стволе скважины.

Забойное давление в нефтяной фонтанной скважине

$$P_{\text{заб}} = P_y + \rho_{\text{ж}}(H) \cdot g \cdot H, \quad (7.4.2)$$

где $\rho_{\text{ж}}(H)$ – средневзвешенная плотность газожидкостной смеси в скважине.

Забойное давление в нефтяной простаивающей скважине

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{ж}}(H) \cdot g \cdot (H - h_{\text{ст}}), \quad (7.4.3)$$

где $h_{\text{ст}}$ – статический уровень жидкости в скважине (определяется методом эхолотирования).

Забойное давление в нефтяной скважине с механизированными способами добычи

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{ж}}(H) \cdot g \cdot (H - h_{\text{дин}}), \quad (7.4.4)$$

где $h_{\text{дин}}$ – динамический уровень жидкости в скважине (определяется методом эхолотирования).

Давление на забое простаивающей газовой скважины

$$P_{\text{заб}} = P_y \cdot e^{\frac{3,41 \cdot 10^{-2} \cdot \rho_{\text{г}} \cdot H}{z \cdot T}}, \quad (7.4.5)$$

где z – коэффициент сверхсжимаемости газа; T – средняя температура в скважине; $\rho_{\text{г}}$ – средневзвешенная плотность газа в стволе скважины.

Давление на забое газовой скважины при ее эксплуатации

$$P_{\text{заб}} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S} + \theta \cdot g^2}, \quad (7.4.6)$$

где $\theta = \lambda \cdot \frac{z^2 \cdot T^2 (e^{2 \cdot S} - 1)}{d^5}$; $S = \frac{\rho_{\text{г}} \cdot H}{z \cdot R \cdot T}$; R – газовая

постоянная; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; d – внутренний диаметр фонтанных труб.

Приближенный расчет забойного давления в скважине обычно проводится путем пересчета высоты столба динамического (статического) уровня жидкости ($H_{\text{дин}}$) на давление. Для этого целесообразно принять следующую схему (см. рис. 6.2.1), при которой

ствол скважины делится на три участка: 1 - от устья до динамического (статического) уровня жидкости; 2 - от динамического (статического) уровня жидкости до глубины спуска НКТ или насоса; 3 - от насоса до забоя скважины.

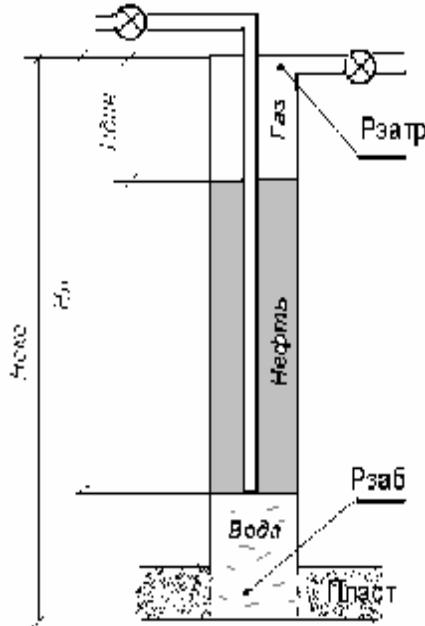


Рис. 7.4.1. – Схема ствола скважины

На первом участке находится свободный газ, поэтому давление столба газа (P_1) у уровня жидкости можно определить по формуле

$$P_1 = P_{затр} \times e^S, \quad (7.4.7)$$

где $P_{затр}$ – давление газа в затрубном пространстве; S – показатель степени

$$S = \frac{0.03415 \times \overline{\rho_g} \times H_{дин}}{Z_{ср} \times T_{ср}}. \quad (7.4.8)$$

В формуле (7.3.8) приняты следующие обозначения: $\overline{\rho_g}$ – относительная (по воздуху) плотность попутного газа; $Z_{ср}$ – коэффициент сжимаемости газа при среднем давлении; $T_{ср}$ – средняя температура газа, К; $H_{дин}$ – динамический (статический) уровень жидкости.

На втором участке при длительной эксплуатации скважины находится чистая нефть. Потому давление у башмака НКТ или у приема насоса рассчитывают по формуле

$$P_2 = (H_n - H_{\text{дин}}) \times g \times \overline{\rho_n}, \quad (7.4.9)$$

где $\overline{\rho_n}$ - средняя плотность нефти на участке 2. Величину $\overline{\rho_n}$ можно приближенно определить, как

$$\overline{\rho_n} = \frac{\rho_{\text{н.пл}} + \rho_{\text{н.дег}}}{2}, \quad (7.4.10)$$

$\rho_{\text{н.пл}}$ и $\rho_{\text{н.дег}}$ – соответственно плотности пластовой и дегазированной нефти.

На третьем участке при отсутствии в работающей скважине «хвостовика» находится вода. Поэтому вся нефть, которая поступает в скважину из пласта барбатируется через этот слой воды. Давление столба жидкости третьего участка приближенно оценивается как

$$P_3 = \rho_{\text{ж}} \times g \times (H_c - H_n), \quad (7.4.11)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости на третьем участке. Величина $\rho_{\text{ж}}$ рассчитывается по правилу аддитивности

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н.пл}} \times (1 - b) + \rho_{\text{в}} \times b, \quad (7.4.12)$$

где b – обводненность продукции скважины, доли ед. При высоких значениях обводненности продукции вместо величины $\rho_{\text{ж}}$ можно использовать плотность воды.

Таким образом, суммарная величина забойного давления скважины определится как сумма давлений всех интервалов ствола скважины

$$P_{\text{заб}} = P_1 + P_2 + P_3. \quad (7.4.13)$$

7.5. Определение коэффициента продуктивности скважины и фильтрационных параметров призабойной зоны пласта

Последовательность обработки результатов исследований на установившихся режимах фильтрации:

1. Изменяют режим работы пласта (4–5 режимов) и на каждом режиме определяют параметры "Q₁ - ΔP₁ = P_{пл} - P_{заб1}" . . . "Q_n - ΔP_n = P_{пл} - P_{забn}".

2. По полученным данным строят индикаторную диаграмму в координатах "Q - ΔP" (см. рис. 7.5.1.).

3. Проводят качественную интерпретацию индикаторной диаграммы:

- линия 1: однофазная фильтрация жидкости в однородном пласте при ламинарном течении;

- линия 2:

а) двухфазная фильтрация жидкости (нефть и свободный газ) в однородном пласте при ламинарном течении;

б) однофазная фильтрация жидкости в трещиноватых пластах при ламинарном течении;

- линия 3:

а) дефектные измерения величин;

б) неустановившийся режим работы пласта;

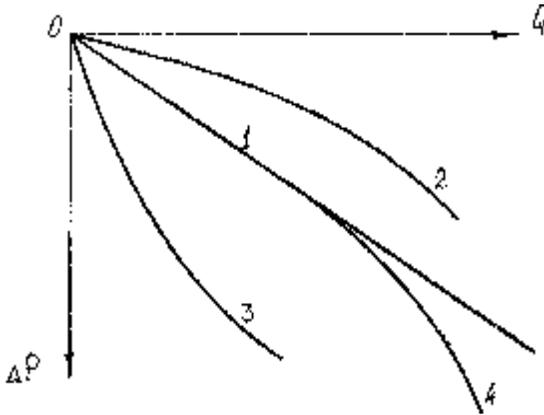


Рис. 7.5.1. – Виды индикаторных диаграмм

в) подключение в эксплуатацию ранее неработающих пропластков;

- линия 4: однофазная фильтрация жидкости в однородном пласте при переходе от ламинарного течения к турбулентному.

Индикаторная диаграмма прямолинейная (линия 1)

1) по индикаторной диаграмме произвольно находят две удаленные точки с координатами $\Delta P_1, Q_1$ и $\Delta P_2, Q_2$.

2) определяют коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{Q_2 - Q_1}{\Delta P_2 - \Delta P_1}, [\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})]. \quad (7.5.1.)$$

3) определяют коэффициент проницаемости пласта в призабойной его зоне

$$k = \frac{\mu \cdot \ln \frac{R_{\text{п}}}{r_{\text{сп}}}}{2 \cdot \pi \cdot h}, [\text{м}^2]. \quad (7.5.2.)$$

4) определяют коэффициент подвижности жидкости (нефти) в пласте

$$\frac{k}{\mu} = \frac{\ln \frac{R_{\text{п}}}{r_{\text{сп}}}}{2 \cdot \pi \cdot h}, [\text{м}^2/\text{Па}\cdot\text{с}]. \quad (7.5.3.)$$

5) определяют коэффициент гидропроводности пласта

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{\ln \frac{R_{\pi}}{r_{\text{сп}}}}{2 \cdot \pi \cdot h}, [\text{м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}]. \quad (7.5.4.)$$

Индикаторная диаграмма криволинейная - двухфазная фильтрация жидкости в однородном пласте (линия 1)

Уравнение индикаторной линии записывают в виде

$$P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = A \cdot Q + B \cdot Q^2, \quad (7.5.5.)$$

где А и В – постоянные численные коэффициенты.

Для спрямления индикаторной линии ее строят в координатах " $\Delta P/Q - f(Q)$ ", где

$$A = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{R_{\kappa}}{r_{\text{сп}}}, \quad B = \text{tg} \alpha .$$

Коэффициент гидропроводности пласта

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot A} \cdot \ln \frac{R_{\kappa}}{r_{\text{с}}}. \quad (7.5.6.)$$

Коэффициент подвижности нефти в пласте

$$\frac{k}{\mu} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot A} \cdot \ln \frac{R_{\kappa}}{r_{\text{с}}}. \quad (7.5.7.)$$

Коэффициент проницаемости пласта в призабойной зоне

$$k = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot A} \cdot \ln \frac{R_{\kappa}}{r_{\text{с}}}. \quad (7.5.8.)$$

7.6. Определение фильтрационных параметров пласта в области дренирования скважины методом КВД

Сущность метода исследований скважин при неустановившихся режимах заключается в изменении режима эксплуатации скважины и регистрации изменения забойного давления во времени. Уравнение изменения перепада давления во времени имеет вид

$$\Delta P(t) = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_{\text{н}}}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \ln \frac{2,25 \cdot \chi}{r_{\text{сп}}^2} + \frac{Q \cdot \mu \cdot b_{\text{н}}}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \ln t, \quad (7.6.1)$$

или

$$\Delta P(t) = A + B \cdot \ln t, \quad (7.6.2)$$

где $b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент нефти; $A = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_{\text{н}}}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \ln \frac{2,25 \cdot \chi}{r_{\text{сп}}^2}$;

$$B = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_{\text{н}}}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h}.$$

Последовательность обработки результатов исследований

1. Спускают в скважину глубинный дифференциальный манометр.
2. Резко останавливают или пускают скважину в эксплуатацию.
3. Измеряют с помощью дифференциального манометра значения забойного давления во времени.
4. Определяют $(P_{пл} - P_{заб}) = f(t)$.
5. Строят график зависимости $\Delta P = f(\ln t)$ (см. рис. 7.6.1).
6. Проводят обработку данных КВД:

$$B = \text{tg}\beta = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\ln t_2 - \ln t_1} = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} = \frac{Q \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon}; \quad (7.6.3)$$

- определяют гидропроводность пласта в объеме дренирования скважины:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{Q \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot B}; \quad (7.6.4)$$

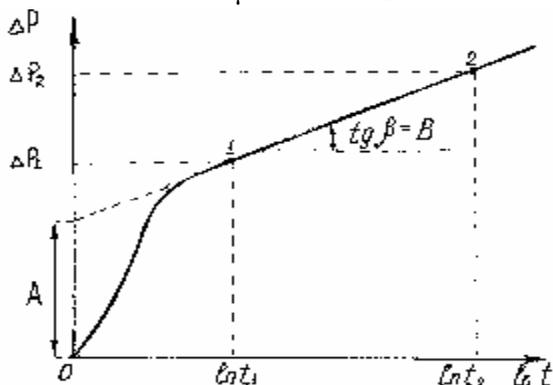


Рис. 7.6.1. - Кривая восстановления давления

- определяют подвижность нефти в удаленной зоне пласта:

$$\frac{k}{\mu} = \frac{Q \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot B \cdot h}; \quad (7.6.5.)$$

- определяют коэффициент проницаемости пласта в области дренирования скважины:

$$k = \frac{Q \cdot b_H \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot B \cdot h}; \quad (7.6.6.)$$

$$A = \frac{Q \cdot b_H \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \times \ln \frac{2,25 \cdot \chi}{r_c^2} - \text{отрезок прямой, отсекаемый на оси}$$

"y" при пересечении с прямой линией графика КВД;

- определяют приведенный радиус скважины, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины:

$$r_{с.прив} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot \chi}{\frac{4 \cdot A \cdot \pi \cdot k \cdot h}{Q \cdot b_n \cdot \mu}}}; \quad (7.6.7.)$$

- определяют коэффициент пьезопроводности пласта в удаленной от скважины части пласта:

$$\chi = \frac{r_{с.прив.}^2 \cdot e^{\frac{4 \cdot A \cdot \pi \cdot k \cdot h}{Q \cdot b_n \cdot \mu}}}{2,25}. \quad (7.6.8.)$$

7.7. Оценка состояния ПЗП с применением гидродинамических методов

Снижение производительности скважин и их малодобитность может быть обусловлена естественными факторами (низкая проницаемость пород, Малая толщина пласта и высокая вязкость нефти) и искусственными, связанными с загрязнением ПЗП в процессе бурения и эксплуатации. Если низкий дебит скважины обусловлен эксплуатационными причинами, то прежде всего необходимо проводить работы по восстановлению коэффициента продуктивности скважины.

Состояние ПЗП определяется коэффициентом гидродинамического совершенства скважины при соответствующем техническом вскрытии пласта бурением, перфорацией и изменением ПЗП в процессе эксплуатации.

Методика оценки состояния ПЗП после вскрытия пласта при первичном освоении включает в себя следующие этапы:

1) вызов притока из пласта известными способами с регулярным почасовым замером дебита скважины до стабилизации значений дебита по жидкости во времени, т.е. $Q = f(t)$;

2) проведение исследований для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины на данный период, принимаемого за характеристику состояния ПЗП после освоения скважины;

3) длительное извлечение нефти из пласта (5-30сут) с регулярным отбором проб нефти (5-24 раза в сутки) для анализа содержания в ней фильтрата, глины или бурового раствора. В этот период, как правило, происходят самопроизвольная очистка и улучшение проницаемости ПЗП и, как следствие, увеличение коэффициента продуктивности скважины. Частичная самопроизвольная очистка ПЗП происходит во время освоения или

исследования скважины в течение 1 – 3 суток, а также при кратковременном периоде ее эксплуатации, а полная – в течение 10 – 40 суток;

4) гидродинамические исследования для оценки состояния ПЗП, а также анализ и использование результатов ранее выполненных испытаний скважин с целью определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины. Результаты расчетов покажут, какому состоянию соответствует ПЗП – промежуточной или полной самопроизвольной очистке;

5) выбор способа при проведении принудительной очистки ПЗП, в качестве которого могут быть:

- интенсивное гидровоздействие путем периодического создания депрессий и репрессий с использованием пластовой нефти или создания на пласт большой депрессии и др.;
- проведение обработки призабойной зоны пласта раствором ПАВ или растворителями, не разрушающими породу;
- проведение кислотной обработки для растворения веществ, загрязняющих ПЗП;

6) освоение скважины и гидродинамические исследования после принудительной очистки ПЗП.

Для *качественной* оценки гидродинамического совершенства скважины при оценке состояния ПЗП принимается формула:

$$\varphi = \frac{k_{\text{пзп}} \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}{k_{\text{пл}} \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с.прив}}}}, \quad (7.7.1.)$$

где φ - коэффициент гидродинамического совершенства скважины; $k_{\text{пзп}}$ – проницаемость призабойной зоны пласта, определяемая по результатам исследования скважин на установившихся режимах; $k_{\text{пл}}$ – проницаемость пласта в объеме дренирования скважины (в удаленной зоне пласта), определяемая по результатам исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации; $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания скважины; $r_{\text{с}}$ – радиус скважины по долоту; $r_{\text{с.прив}}$ – приведенный радиус скважины, определяемый по исследованию скважин на неустановившихся режимах.

Для *количественной* оценки ухудшения свойств ПЗП используют понятие "скин-фактор" и определяют фактический радиус загрязненной зоны пласта. Скин-фактор (S) представляет собой часть общей депрессии на пласт, которая расходуется на преодоление дополнительных фильтрационных сопротивлений в зоне с ухудшенными свойствами пласта. Определение скин-фактора (его знака и значения) позволяет решить практические задачи:

- оценить состояние ПЗП скважины в любой момент ее эксплуатации;
 - ранжировать фонд скважин и выделять те из них, которые имеют ухудшенное состояние ПЗП;
 - планировать ГТМ, направленных на улучшение состояния ПЗП, увеличение дебитов скважин (установление очередности проведения операций ГТМ, выбор скважины и технологии проведения ГТМ);
 - судить об эффективности ГТМ по значениям скин-фактора, определенным до и после проведения ГТМ.
- Скин-фактор определяют по формуле:

$$S \approx 1,151 \left[\frac{P_k - P_c(t)}{B} - \log T - \log \frac{\chi}{r_c^2} + 3,23 \right], \quad (7.7.2.)$$

где $t = 1$ час; T – общее время работы скважины с постоянным дебитом до ее остановки перед снятием КВД.

Радиус загрязненной зоны определяют по формуле:

$$r_{\text{загр.}} = \sqrt{4 \cdot \chi \cdot \theta_{\text{загр.}}}, \quad (7.7.3.)$$

где $\theta_{\text{загр.}}$ – время распространения давления в границах загрязненной зоны:

$$\theta_{\text{загр.}} = \frac{T}{10^{c(t)} - 1}, \quad (7.7.4.)$$

где $c(t)$ – координата проекции прямолинейного участка графика на ось абсцисс, перестроенного в координатах " $P_c(t) - \lg \frac{T+t}{t}$ ".

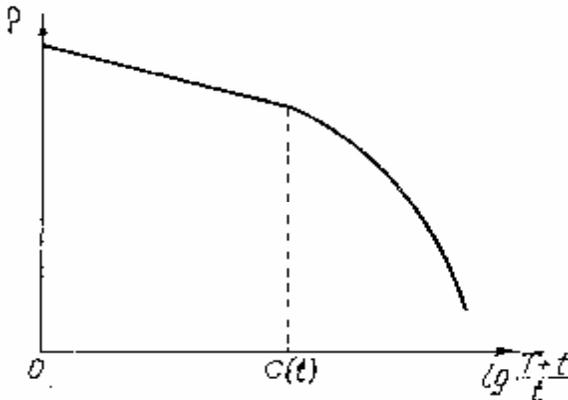


Рис. 7.7.1 – Кривая восстановления давления, перестроенная в координатах "P – ln(T+t)/t"

Минимальный объем закачки реагента для улучшения свойств ПЗП определяют по формуле:

$$V_{\text{зак}}^{\text{min}} \approx \pi(r_{\text{загр.}}^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m + 0,2, \quad (7.7.5.)$$

где h – эффективная толщина пласта, м; m – коэффициент пористости пласта.

7.8. Определение потенциала скважины

Во время эксплуатации скважины флюид должен пройти:

- в пласте (пористой среде);
- в зоне заканчивания (перфорации, гравийной набивки или фильтров);
- в вертикальном лифте (НКТ, предохранительные, обратные, сбивные клапаны);
- в системах механизированной добычи (погружные насосы, газлифтные клапаны);
- через устье и инженерные сооружения, по сборным коллекторам до сепаратора, где производится отделение газа и увеличение давления для дальнейшей транспортировки скважинной жидкости.

Соответственно при работе скважины поток жидкости вызывает потерю давления в каждом элементе системы. Все виды потерь давления связаны с продуктивностью скважины.

В пласте движение жидкости определяется депрессией между гидродинамическим забойным давлением и пластовым давлением. Следующий перепад давления создается между гидродинамическим

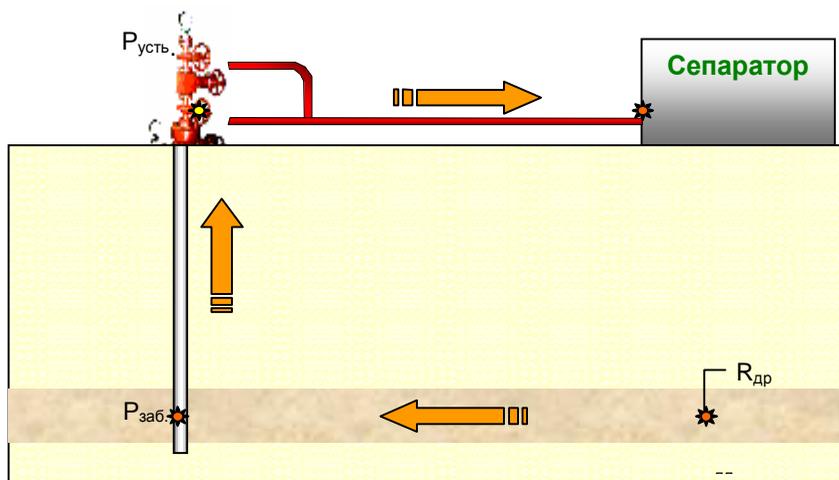


Рис.7.8.1 – Движение жидкости

давлением на забое и давлением на буфере.

Определенное давление требуется для прохождения через штуцер и инженерные сооружения на поверхности.

Четыре вида давления влияет на работу скважины:

- пластовое давление;
- забойное давление;
- устьевое (буферное) давление;
- линейное давление.

Перепад давления в системе будет изменяться с течением времени работы коллектора. Все точки, от зоны дренирования пласта до сепаратора называются узлами, а проведение анализа влияния изменения давления на производительность системы называется узловым анализом NODAL. Ниже рассматриваются эти узлы.

Движение нефти в пласте

Движение нефти в пласте, вызванное депрессией, начинается с *радиуса дренирования скважины*, и осуществляется радиально от зоны дренирования к стволу скважины по простиранию, параллельно профиля пласта. По мере движения пластовой жидкости к стволу скважины ее поток увеличивается и растет давление гидродинамического сопротивления. Наибольшего значения оно достигает в ПЗП. График изменения давления в окрестности скважины представлен на рис. 7.7.2 и называется *депрессионной воронкой*. Решающую роль в определении величины дебита скважины по жидкости играет забойное давление - чем ниже забойное давление, тем больше дебит скважины. Большой перепад давления в ПЗП приводит к различным явлениям: выпадению солей, выносу в скважину твердых частиц пород пласта, образованию отложений смол, асфальтенов, возникновению турбулентного движения жидкости и т.д. Все эти явления ухудшают условия фильтрации жидкости из пласта и называются *скин – эффектом*. Т.е. любые препятствия, возникающие при течении флюида, в пласте, ПЗП, подъемнике, устьевом оборудовании, сборном коллекторе называются СКИНом. СКИН в природных условиях равен 0. При создании дополнительных сопротивлений вскрытию пласта, эксплуатации или ремонте скважин – величина СКИНа становится больше 0. В результате проведения обработок ПЗП, приводящих к улучшению коллекторских характеристик (ГРП, кислотные обработки и др.) СКИН может принимать отрицательные значения.

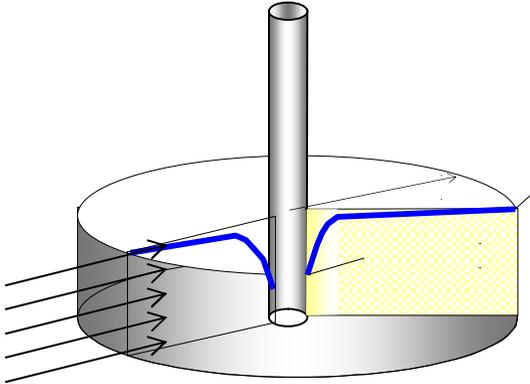
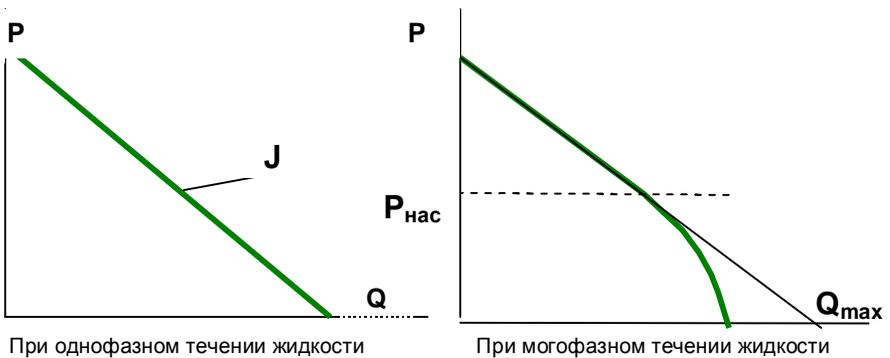


Рис. 7.8.2 – Изменение пластового давления при фильтрации жидкости по пласту от зоны дренирования к забю скважины

Движение жидкости в коллекторе происходит по *закону Дарси* и характеризуется формулой:

$$Q_n = \frac{kh(P_{пл} - P_{заб})}{18,4 \mu_n \beta_n \left(\ln \frac{r_{др}}{r_{скв}} - 0,75 + S \right)}, \quad 7.8.1$$

где μ_n – вязкость пластового флюида; $r_{скв}$ – радиус скважины; k – проницаемость; S – скин; β_n – пластовый объемный фактор; $r_{др}$ – радиус зоны дренирования скважины; h – толщина пласта. Графически данная зависимость выглядит так:



Индекс или коэффициент продуктивности – J или PI представляет собой отношение дебита скважины к перепаду давлений на забюе.

$$J = PI = q_n / (P_{пл} - P_{заб}). \quad 7.8.2$$

Угол наклона индикаторной кривой определяется коэффициентом продуктивности.

Формула Вогеля для пласта, не имеющего нарушений и с добычей при давлении ниже давления насыщения основывается на теории работы залежи в режиме растворенного газа:

$$\frac{Q_{нас}}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right)^2 \quad (7.8.3)$$

Комбинированная формула Дарси - Вогеля для нефтяных скважин

Максимальный дебит для нефтяных скважин (Q_{max}) при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом определяется по комбинированной формуле Дарси - Вогеля:

$$Q_{max} = Q_{нас} + \frac{J \times P_{нас}}{0,8} \quad (7.8.4)$$

где: $p_{нас}$ - давление насыщения нефти газом; $Q_{нас}$ – дебит при котором забойное давление равно давлению насыщения.

Из графиков и формул видно, что течение жидкости в пласте происходит по линейной зависимости при давлениях выше давления насыщения. При давлениях ниже давления насыщения течение жидкости происходит по квадратичной зависимости.

Характеристика вертикального лифта

Вертикальный лифт характеризуется изменением давления – рейтингом течения жидкости из пласта до поверхности.

$$-144 \times \frac{dP}{dL} = \left(\frac{g}{g_c} \right) \times \rho \times \sin \theta + \frac{f \rho V^2}{2 g_c d} + \rho \frac{V dV}{g_c \alpha (dL)}, \quad (7.8.5)$$

где: dP/dL - падение давления по единице длины трубы;

ρ – плотность жидкости; θ - угол наклона трубы; v - скорость движения жидкости; f - коэффициент трения; d – внутренний диаметр трубы; α - поправочный коэффициент для компенсации колебаний скорости по сечению трубы (он изменяется от 0,5 при ламинарном режиме до 1,0 при полностью турбулентном течении).

Градиент давления в данной формуле является суммой трех составляющих:

- гидростатического градиента;
- градиента трения;
- градиента ускорения.

Во время прохождения флюида по сборным коллекторам к сепаратору исключается гидростатический градиент. При наложении графиков движения флюида в пласте и по лифту можно определить потенциальный дебит скважины, а также необходимые мероприятия по стимуляции пласта, подбору скважинного оборудования и т.п.

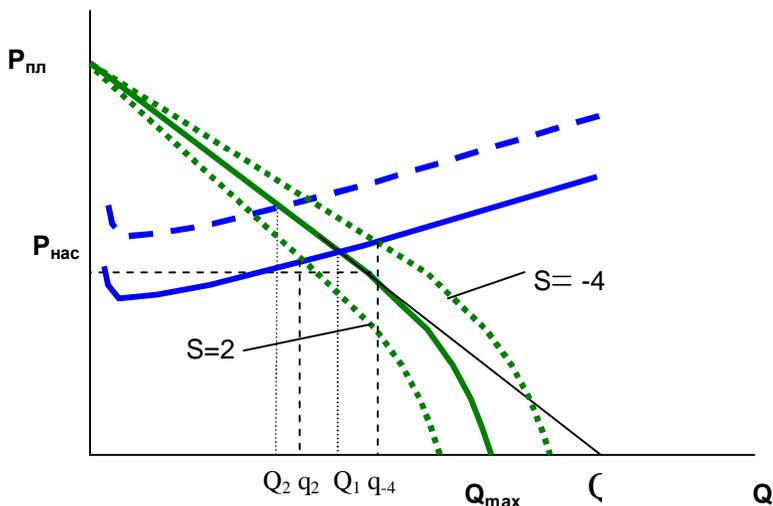


Рис.7.8.3. Изменение дебита скважины при изменении СКИН (2; -4) и уменьшении пропускной способности лифта.

7.9. Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации

В нефтедобыче необходимо измерять и контролировать следующие параметры:

- давление;
- расход жидкости (нефти, газа, воды);
- количество (уровень) жидкости (нефти, газа, воды);
- температуру (как рабочих веществ, так и отдельных частей и узлов машин и аппаратов);
- плотность жидкости (нефти, воды);
- содержание солей, различных мех. примесей и воды в нефти.

7.9.1. Приборы для измерения давления

Одним из основных параметров, характеризующих работу нефтяных скважин, насосных агрегатов, сепарационных установок, установок по подготовке нефти, газа и воды является давление.

Манометры

В нефтедобыче наиболее распространены пружинные манометры, где в качестве чувствительного элемента применяют трубчатые пружины, как одновинтовые, так и многовинтовые, мембраны и сильфоны.

Технические манометры имеют класс точности 1,5; 2,5; 4,0; контрольные – 0,6; 1,0; образцовые – 0,16; 0,25; 0,4.

Верхние пределы измерений манометров в зависимости от их типов составляют: 0,016; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10,0; 16,0; 25,0; 40,0; 60,0; 100,0 МПа.

Принцип действия манометра основан на уравнивании силы, возникающей под воздействием измеряемого давления, силой упругости, чувствительного элемента прибора.

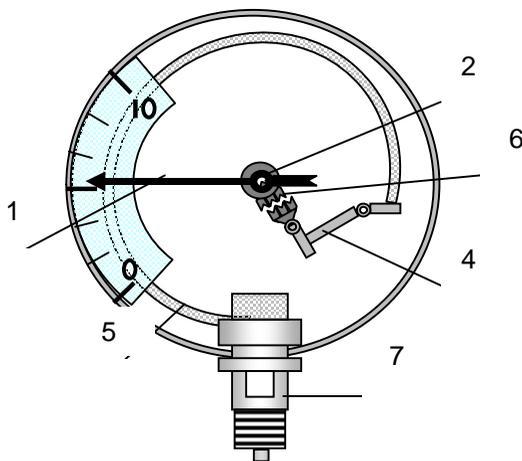


Рис. 7.9.1 – Конструкция манометра

Манометр (см. рис. 7.9.1) имеет резьбовой штуцер 7 для подключения, трубчатую пружину 5, соединенную со штуцером, стрелку 1 и кинематический узел, состоящий из поводка 6, зубчатого сектора 4 и зубчатой шестерни 2, закрепленной со стрелкой, и противодействующей спиральной пружины. Под воздействием избыточного измеряемого давления трубчатая пружина деформируется (в пределах упругих деформаций), стремясь

распрямятся. При этом свободный конец пружины, перемещаясь совместно с поводком 6, разворачивается. При этом свободный конец пружины, перемещаясь совместно с поводком 6, разворачивает относительно оси зубчатый сектор, который, в свою очередь, поворачивает на определенный угол зубчатую шестеренку 2 и стрелку прибора.

Трубчатая пружина 5 в сечении имеет эллипсоидную или овальную форму, которая под воздействием измеряемого давления газа или жидкости стремится к окружности. В металле возникают механические напряжения, приводящие к деформации пружины, и сечение трубки будет стремиться к окружности.

При подаче на вход манометра избыточного давления трубка разжимается, а при подаче разряжения – сжимается.

Технические характеристики манометров МП представлены в табл.7.9.1.

Таблица 7.9.1

Техническая характеристика манометров типа МН

Диаметр корпуса, D: 40, 50, 63 и 100 мм	
Класс точности: 2,5 и 4 для МП-40, 50 и 63; 1,5 и 2,5 для МП-63 и 100	
Диапазон измерения:	Исполнение:
а) МП-40 и 50: - от -0,1 МПа до 0; - от 0 до 0,25... 25 МПа;	- корпус: для МП-40, 50, 63 и 100 - синтетическая масса (ABS или полистирол); для МП 100 - также может применяться сталь, окрашенная в черный цвет;
б) МП-63: - от -0,1 до 0...1,5 МПа; - от 0 до 0,1... 25 МПа;	- стекло - органическое для МП40, 50, 63 и 100; техническое для МП 100; - шкала - алюминиевый сплав, окрашенный в белый цвет, или полистирол;
в) МП-100: -от -0,1 до 0...2,4 МПа; -от 0 до 0,06... 25 МПа.	- трубчатая пружина - медный сплав; штуцер - медный сплав; - трибко-секторный механизм - медный или алюминиевый сплавы, синтетические массы. Исполнение корпуса с радиальным расположением штуцера (Р) или с центрально-осевым расположением штуцера на задней стенке корпуса (Т) (кроме МП100).

Широкое применение для контроля заданных параметров работы оборудования получили электроконтактные манометры (ЭКМ). Технические характеристики манометров ЭКМ представлены в табл. 7.9.2.

Таблица 7.9.2

Манометр ДМ2005Cr1Ex	
Исполнение:	взрывозащищенное
Диапазон показаний, МПа	от 0 до 160,0

Рабочая среда	газ, пар, жидкость
Класс точности	1,5
Диапазон температур, °С:	от -50 до +60
Параметры сигнализирующего устройства	
Напряжение внешних коммутируемых цепей, не более, В:	- постоянного тока: 220 - переменного тока: 380
Отклонение напряжения от номинала, %:	от +10 до -15
Коммутируемый ток, не более, А:	1
Разрывная мощность контактов, не более	со скользящими контактами: - постоянного тока, Вт: 10 - переменного тока, ВА: 20 с магнитным поджатием контактов: - постоянного тока, Вт: 30 - переменного тока, ВА: 50
Число срабатываний сигнализирующего устройства	200 000
Предел допускаемой основной погрешности срабатывания сигнализирующего устройства, %:	скользящий контакт: $\pm 2,5$ с магнитным поджатием: ± 6
Исполнение сигнализирующего устройства по подключению внешних цепей:	Исполнение VI (базовое): два контакта, один замыкающий, другой размыкающий (указатели красного цвета). Исполнение III: два размыкающих контакта (левый указатель синий, правый - красный). Исполнение IV: два замыкающих контакта (левый указатель красный, правый - синий). Исполнение V: два контакта, один размыкающий, другой замыкающий (указатели синего цвета.)
Корпус:	Герметичный, стальной или из сплава алюминия
Диаметр корпуса, мм:	160
Масса, кг:	5,5

Приборы для измерения температуры

Приборы для измерения температуры по принципу действия подразделяются на:

- термометры расширения (технические стеклянные, манометрические, дилатометрические, биметаллические);
- термоэлектрические пирометры (термопары);
- термометры сопротивления.

Термометры расширения бывают:



- жидкостно-стеклянные термометры представляют собой стеклянную трубку, внутри которой проходит капилляр, заканчивающийся книзу резервуаром, заполненным жидкостью (спирт, ртуть). При изменении температуры рабочая жидкость, расширяясь в резервуаре, поднимается по капилляру вверх тем выше, чем выше измеряемая температура;

- манометрические термометры – представляют собой замкнутую систему, в которую входят: термобаллон, погружаемый в измеряемую среду, капилляр, упругая манометрическая пружина, рычажная система. При погружении термобаллона в измеряемую среду увеличивается (или уменьшается) давление в замкнутой системе, что вызывает деформацию манометрической пружины;

- дилатометрические термометры – принцип действия основан на различии коэффициентов линейного расширения металлов и сплавов. Состоит из инварного стержня, латунной трубки и показывающей стрелки;

- биметаллические термометры – принцип действия основан на различии коэффициентов линейного расширения металлов.

Измерение расхода жидкости и газа

Турбинный расходомер жидкости (ТОР 1-50) в ГЗУ «Спутник» установлен ниже уровня жидкости в технологической емкости гидроциклонного сепаратора.

Расходомеры ТОР-1 предназначены для измерения жидкости вязкостью не более 80 мПа·с. Расходомеры ТОР-1 обеспечивают как местный отсчет показаний, так и передачу показаний при помощи электромагнитного датчика на БМА.

Расходомеры ТОР-1 (рис.7.9.2) состоят из двух основных частей: турбинного счетчика жидкости и блока питания.

Турбинный расходомер ТОР-1 работает следующим образом. Жидкость, проходя через входной патрубок корпуса 1 и обтекатель 2, попадает на лопатки крыльчатки 11 и приводит ее во вращение. После крыльчатки направление движения жидкости экраном изменяется на 180°, и она через окна обтекателя поступает в выходной патрубок. Число оборотов крыльчатки прямо пропорционально количеству прошедшей жидкости. Вращательное движение крыльчатки

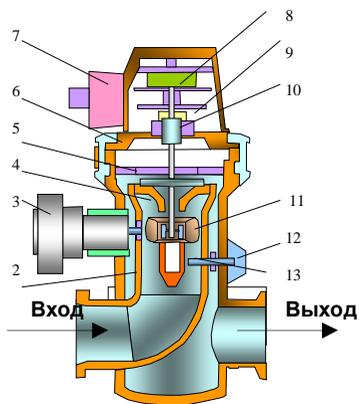


Рис. Расходомер жидкости ТОР-1

передается через понижающий редуктор и магнитную муфту на механический счетчик со стрелочной шкалой (цена деления 0,005 м³). Одновременно со стрелкой механического счетчика вращается находящийся с ней на одной оси диск 9 с двумя постоянными магнитами, которые, проходя мимо электромагнитного датчика, замыкают расположенный в нем магнитоуправляемый контакт. Получаемые при этом электрические сигналы регистрируются на блоке управления счетчиком, т. е. дублируют показания местного механического счетчика. В то же время каждая лопатка, проходя мимо магнитоиндукционного датчика, выдает электрический сигнал, который регистрируется в блоке регистрации.

Диапазон измерения колеблется от 3 до 30 м³/ч. Паспортная погрешность измерения при расходе от 3 до 5 м³/ч — ±5%, от 5 до 30 м³/ч — ±2,5%. В реальных условиях из-за плохой сепарации эта погрешность может достигать большой величины.

Счетчики воды вихревые ультразвуковые СВУ-25, СВУ-50, СВУ-200 производства ООО «СТК ГЕОСТАР»

Предназначены для измерения объема жидкости, закачиваемой в нагнетательные скважины систем поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях, а также других высоконапорных установках. Измеряемая среда - вода пресная, подтоварная, пластовая и их смеси, а также другие невзрывоопасные жидкости. Температура измеряемой жидкости от 4 до 60° С. Температура окружающего воздуха: для ДРС от -40 до +50°С, для БПИ-04 от -10 до +50°С.

Таблица 7.9.3

Техническая характеристика счетчиков воды

Характеристика	Параметр
Давление жидкости в трубопроводе, МПа	0,3 - 200
Диапазон эксплуатационных расходов, м ³ , для:	
- ДРС-25	1 - 25
- ДРС-50	2 - 50
- ДРС-200	8 - 200
Погрешность в диапазоне эксплуатационных расходов, %	1 - 2,5
Диаметр условного прохода трубопровода, мм	100

Расходомер воды ультразвуковой корреляционный ДРК-3

Расходомер корреляционный ультразвуковой ДРК-3 предназначен для измерения объема воды (питьевой, технической, речной, сточной и т.д.) в полностью заполненных трубопроводах. Расходомер имеет исполнения:

- по виду выдаваемой информации: исп. А (имп. выход), исп. Б (имп. выход и индикатор), исп. В (имп. выход, индикатор и ток. выход);
- по диаметру трубопровода: исп.1 (Dy=80...350 мм), исп.2 (Dy=400...4000 мм).

Таблица 7.9.4

Технические характеристики

Характеристика	Параметр
Диапазон измерения расхода жидкости: - для труб Dy=80...150 мм - для труб Dy=200...4000 мм	1 : 67
	1 : 100
Давление измеряемой жидкости, не более, МПа	2,5
Диапазон температур измеряемой жидкости, °С	от +1 до +150
Температура окружающего воздуха, °С	для ДРК-ЗАП и ДРК-ЗЭП от -40 до +50
	для ДРК-ЗОП от +5 до +50
Тип выходного сигнала	импульсный, токовый 0-5, 4-20 мА
Относительная погрешность измерения объема и расхода, %	1,5...2
Питание	ДРКЗА(Б) = 11,5-15 В, ДРК-ЗВ = 187-242 В, 50±1 Гц
Потребляемая мощность, не более, ВА	20
Длина прямого участка трубопровода	до 5..10 Dy, после 2 Dy
Расположение в пространстве	горизонтальное, наклонное, вертикальное
Расстояние от ДРК-ЗАП до ДРК-ЗЭП, не более, м	3
Расстояние от ДРК-ЗЭП до ДРК-ЗОП, не более, м	300
Масса, кг	ДРКЗ-АП - 0,4 кг ДРК-ЗЭП - 0,8 кг ДРК-ЗОП - 0,8 кг
Защищенность от проникновения пыли и воды	IP54

Измерение уровня и применяемые для этого приборы

По принципу действия приборы для измерения уровня классифицируются как:

- *визуальные;*
- *поплавковые;*
- *гидростатические.*

Визуальные уровнемеры – стеклянная трубка со шкалой, закрепленная между двумя штуцерами, соединенными с резервуаром.

Поплавковые уровнемеры – чувствительным элементом является поплавков, плавающий на поверхности жидкости. С изменением уровня изменяется положение поплавка, которое передается механическим (УДУ – 10), электрическим (Сапфир – ДУ, ВК - 1200) или пневматическим (УБ –ПВ) путем на вторичный прибор.

Гидростатические уровнемеры – принцип действия основан на измерении давления внутри жидкости, определяемого массой столба жидкости, расположенного между точкой измерения и поверхностью жидкости в емкости.

Таблица 7.95

Характеристика	Геликсные		Пружинно-поршневые				Дифференциальные	
	МГТ-63/250	МГН-2	МГП-3М	МПП-4	МГН-1	ДЛМП-2М	ДГМ-4М	ДГМ-5
Пределы измерения давления, МПа	6,3 16 25	10, 16, 25, 40, 60, 80, 100	2,5-25 4-40	0,1-5 0,5-12 1-18 1-25	0,2-4 0,3-6 0,4-8 8-18 1-20 1,2-25 1,5-30	1,5-25	29,4	39,2
Относительная погрешность, %	±0,5	±0,25- 0,4	±1,5	±0,5	±0,1-0,25	±0,35	-	-
Порог чувствительности, МПа	0,012- 0,05	0,01-0,2	0,12-0,2	0,0006- 0,04	0,004-0,03	0,01- 0,02	0,0005	0,0002
Длина записи давления, мм	50	50	-	-	-	-	-	-
Длина записи времени, мм	60	120	-	-	-	-	-	-
Длина хода поршня, мм	-	-	100	100	100	-	-	-
Максимальная рабочая температура, °С	100	160	130	60	100	70	80	160
Габаритные размеры, мм:		1500-					1000-1400	
- длина	1385	1800	1658	1460	1800	1600	36	1200
- диаметр	36	32-36	32	25	32	88		36
Масса, кг	8	10	7	2,9	15	35	6,3	7

Таблица 7.9.6

Технические характеристики расходомеров и дебитомеров и область их применения

Характеристика	РГД-3	РГД-5	РГД-4	РГД-1М	РГД-2М	РГТ-1	РГД-36	Кобра-36Р	ДГД-6Б	ДГД-8
Пределы измерений расходов, м ³ /сут:		30-1000	-			8-200				
- с пакером	-	100-	140-	5-200	5-1000	200	5-100			
- без пакера	50-3000	100-2400	140-2400	200-2400	200-2400	200-2400	200-2400	5-80	5-50	3,6-36
Пределы относительной погрешности, %:										
- с пакером	-	2,5	-	5,0	5,0	5,0	5,0	4,0	5,0	5,0
- без пакера	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	-	-	-
Максимальная рабочая температура, °С	120	120	20	70	70	100	70	70	70	80
Давление, МПа	50	60	60	35	35	30	35	35	20	20
Габаритные размеры, мм:										
- диаметр										
- диаметр	110 880	80 1060	42 900	42 1730	42 1215	42 1630	36 1620	36 1600	32 1500	26 1600
Исследование скважин:										
- водонагнетательных (без НКТ)	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-
- водонагнетательных (через НКТ)	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-
- фонтанирующих	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+
- механизированных (ч/з затрубное пространство)	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+

Таблица 7.9.7

Технические характеристики термометров

Характеристика	ТГГ	"Сириус"	ЭТСМ-2	ТЭГ-36	ТЭГ-60	ТЭГ-60А
Пределы измерений, °С	0-30 0-40 0-60	0-60 20-100 40-140 80-180 120-220 150-250	до 120	до 150	до 200	до 250
Максимальное рабочее давление, МПа	30	до 100	40	100	120	120
Погрешность измерения	1,5 %	0,2-1,0 %	±0,1 °С	±0,3 °С	±0,3 °С	±0,3 °С
Длина записи температуры, мм	55	60	-	-	-	-
Длина записи времени, мм	100	120	-	-	-	-
Напряжение источника питания, В	-	-	20-30	250	250	250
Габаритные размеры, мм: - длина - диаметр	1500 36	2000 32	440 32	2010 36	2045 60	2045 60

7.10. Применение геофизических методов при исследованиях скважин

Геофизические исследования выполняются геофизическими или другими специализированными организациями по договорам, заключаемым с нефтегазодобывающими предприятиями, и проводятся в присутствии заказчика.

Комплекс геофизических исследований в зависимости от категории скважин, условий проведения измерений и решаемых задач, а также оформление заявок на проведение работ, актов о готовности скважин, заключения по комплексу исследований проводится в соответствии с договором с сервисной компанией.

Комплекс исследований должен включать все основные методы. Целесообразность применения дополнительных методов должна быть обоснована промыслово-геофизическим предприятием. Комплексы методов исследований уточняют конкретные геолого-технические условия эксплуатации ПЗП и скважины.

Геофизические исследования в интервале объекта разработки

Перед началом геофизических работ скважину заполняют жидкостью необходимой плотности до устья, а колонну шаблонировать до забоя. Основная цель исследования — определение источников обводнения продукции скважины.

При выявлении источников обводнения продукции в действующих скважинах исследования включают измерения высокочувствительным термометром, гидродинамическим и термокондуктивным расходомерами, влагомером, плотномером, резистивиметром, импульсным генератором нейтронов. Комплекс исследований зависит от дебита жидкости и содержания воды в продукции. Привязку измеряемых параметров по глубине осуществляют с помощью локатора муфт и ГК.

Для выделения обводнившегося пласта или пропластков, вскрытых перфорацией, и определения заводненной мощности коллектора при минерализации воды в продукции 100 г/л и более в качестве дополнительных работ проводят исследования импульсными нейтронными методами (ИНМ) как в эксплуатируемых, так и в остановленных скважинах. В случаях обводнения не минерализованной водой эти задачи решаются ИНМ по изменениям до, и после закачки в скважину минерализованной воды с концентрацией соли более 100 г/л. Эти измерения проводятся в комплексе с исследованиями высокочувствительным термометром для определения интервалов поглощения закачанной воды и выделения интервалов заколонной циркуляции.

Измерения ИНМ входят в основной комплекс при исследовании пластов с подошвенной водой, частично вскрытых перфорацией, при минерализации воды в добываемой продукции более 100 г/л. По результатам измерений судят о путях поступления воды к интервалу перфорации — подтягиванию подошвенной воды по прискважинной

зоне коллектора или по заколонному пространству из-за негерметичности цементного кольца.

Оценку состояния выработки запасов и величины коэффициента остаточной нефтенасыщенности в пласте, вскрытом перфорацией, проверяют исследованиями ИНМ в процессе поочередной закачки в пласт двух водных растворов, различных по минерализации. По результатам измерения параметра времени жизни тепловых нейтронов в пласте вычисляют значение коэффициента остаточной насыщенности. Технология работ предусматривает закачку 3-4 м³ раствора на 1м толщины коллектора. Закачку раствора проводят отдельными порциями с замером параметра до стабилизации его величины.

Состояние насыщения коллекторов, представляющих объекты перехода на другие горизонты или приобщения пластов, оценивают по результатам геофизических исследований. При минерализации воды в продукции более 50 г/л проводят исследования ИНМ.

При переводе добывающей скважины под нагнетание обязательными являются исследования гидродинамическим расходомером и высокочувствительным термометром, которые позволяют выделить отдающие или принимающие интервалы и оценить степень герметичности заколонного пространства.

Контроль технического состояния добывающих скважин.

Если объектом исследования является интервал ствола скважины выше разрабатываемых пластов, геофизические измерения проводят с целью выявления мест нарушения герметичности обсадной колонны, выделения интервала поступления воды к месту нарушения, интервалов заколонных межпластовых перетоков, определения высоты подъема и состояния цементного кольца за колонной, состояния забоя скважины, положения интервала перфорации, технологического оборудования, определения уровня жидкости в межтрубном пространстве, мест прихвата труб.

Место негерметичности обсадной колонны определяют по измерениям в процессе работы или закачки в скважину воды (инертного газа) в интервале, не перекрытом НКТ. Обязательный комплекс включает измерения расходомером и локатором муфт. В качестве дополнительных методов используют скважинный акустический телевизор (для определения линейных размеров и формы нарушения обсадной колонны), толщиномер (с целью уточнения компоновки обсадной колонны и степени ее коррозии).

Интервал возможных перетоков жидкости или газа между пластами при герметичной обсадной колонне устанавливают по результатам исследований высокочувствительным термометром, закачкой радиоактивных изотопов и методами нейтронного каротажа для выделения зон вторичного газонакопления.

Контроль за РИР при наращивании цементного кольца за эксплуатационной колонной, кондуктором, креплении слабцементированных пород в призабойной зоне пласта осуществляют акустическим или гамма-гамма-цементомером по

методике сравнительных измерений до, и после проведения изоляционных работ. Для контроля качества цементирования используется серийно выпускаемая аппаратура типа АКЦ. В сложных геологических условиях обсаженных скважин получению достоверной информации будет способствовать использование аппаратуры широкополосного акустического каротажа АКШ.

Для контроля глубины спуска в скважину оборудования (НКТ, гидроперфоратора, различных пакерирующих устройств), интервала и толщины отложения парафина, положения статического и динамического уровней жидкостей в колонне, состояния искусственного забоя обязательным является исследование одним из стационарных нейтронных методов (НГК, ННК) или методом рассеянного гамма-излучения (ГГК).

Геофизические исследования при ремонте нагнетательных скважин в интервале объекта разработки проводят для оценки:

- герметичности заколонного пространства,
- контроля за качеством отключения отдельных пластов.

Эти задачи решают замером высокочувствительным термометром и гидродинамическим расходомером, закачкой радиоактивных изотопов. Факт поступления воды в пласты, расположенные за пределами интервала перфорации, может быть установлен по дополнительным исследованиям ИНМ при минерализации пластовой воды более 50 г/л.

Результаты ремонтных работ с целью увеличения и восстановления производительности и приемистости, выравнивания профиля приемистости, дополнительной перфорации оценивают по сопоставлению замеров высокочувствительным термометром и гидродинамическим расходомером, которые необходимо проводить до и после завершения ремонтных работ.

Для определения состояния интервалов перфорации и контроля за состоянием обсадной колонны применяют:

- индикатор муфт,
- акустический телевизор САТ,
- индукционный дефектоскоп ДСИ,
- аппаратуру контроля перфорации АКП,
- каверномер.

В случае закачки в пласт соединений и веществ, которые отличаются по нейтронным параметрам от скелета породы и насыщающей ее жидкости, дополнительно проводят исследования ИНМ до и после ремонта скважины с целью оценки эффективности проведенных работ.

Оценку результатов проведенных работ проводят в период дальнейшей эксплуатации скважины по характеру добываемой (закачиваемой) продукции и по результатам повторных исследований после ремонтных работ.